

На правах рукописи

ЧУСОВИТИН ПАВЕЛ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИДЕНТИФИКАЦИИ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ
ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ
СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Екатеринбург, 2013

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы»
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Паздерин Андрей Владимирович

Официальные оппоненты: **Фишов Александр Георгиевич**,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВПО «Новосибирский
государственный технический университет»,
заведующий кафедрой «Автоматизированные
электроэнергетические системы»

Машалов Евгений Владимирович,
кандидат технических наук,
ОАО «НТЦ ЕЭС» «Системы управления
энергией», начальник департамента
электротехнических задач

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Национальный
исследовательский Томский политехнический
университет»

Защита состоится _____ 2013 года в ____ час. ____ минут на заседании
диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВПО «Уральский
федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» по
адресу:

620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-217.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВПО «Уральский
федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Автореферат разослан «22» марта 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета, д.т.н.

Зюзев А.М.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Мониторинг электрического режима и обеспечение устойчивости являются важнейшими задачами, стоящими перед системой диспетчерского управления электроэнергетической системы (ЭЭС). Эти задачи решаются с помощью проведения расчетов установившихся режимов и переходных процессов, в результате которых формируются ограничения по условиям устойчивости и область допустимых режимов электроэнергетической системы.

Также существуют системы противоаварийной автоматики и программные комплексы типа "советчик диспетчера", использующие принцип «До», когда основной объем вычислений производится до момента возникновения возмущения. Оценка устойчивости и выбор управляющих воздействий в этих системах осуществляется циклически с учетом текущей телеинформации о параметрах установившегося режима и топологии электрической сети. Цикл обновления информации об управляющих воздействиях по всему списку расчетных аварий составляет несколько десятков секунд.

Существующие технологии имеют некоторые особенности, а именно:

- неполнота моделей, используемых для анализа режимов работы ЭЭС, эквивалентирование расчетных схем замещения, отсутствие учета зависимости параметров этих схем от нагрузки и погодных условий;
- ориентация на обеспечение апериодической статической устойчивости, отсутствие учета некоторых свойств ЭЭС и имеющихся регуляторов, оказывающих влияние на колебательную устойчивость;
- анализ режимов энергосистемы для наиболее тяжелых ситуаций;
- низкая частота обновления измерительной информации, не позволяющая контролировать каскадные аварии и обеспечивать управление электромеханическими переходными процессами;
- недостоверность и погрешность в измерениях, отсутствие синхронизации по времени, что приводит к неточному управлению.

Все это приводит к завышению запасов устойчивости и, как следствие, недоиспользованию пропускной способности сети и передозировке управляющих воздействий при авариях. Кроме того, в существующих технологиях возможность колебательного нарушения устойчивости анализируется только на этапе настройки регуляторов при вводе нового оборудования в эксплуатацию. В этом случае невозможно учесть весь спектр схемно-режимных ситуаций.

Прогресс в области информационно-измерительных технологий позволяет более точно и в темпе процесса контролировать состояние электроэнергетической системы. Перспективным является использование в ЭЭС технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ), получившей в нашей стране название системы мониторинга переходных режимов (СМПП), а в зарубежной литературе WAMS (Wide Area Measurement System). Высокая частота обновления информации дает возможность наблюдать в энергосистеме динамические явления и создавать новые технологии для мониторинга и управления режимами энергосистемы, а также разрабатывать новые модели и математические методы.

Перспективной областью применения СМПР является идентификация параметров модели энергосистемы в темпе процесса. Такая идентификация позволяет создать методы контроля, расширяющие границы допустимых режимов энергосистемы.

Наиболее широко применяется подход к идентификации динамических параметров энергосистемы на основе СМПР при низкочастотных колебаниях. Идентифицированные параметры низкочастотных колебаний отражают текущие свойства системы, в отличие от заранее заданной модели. При этом появляется возможность в реальном времени анализировать текущую ситуацию, а не «худший случай», как это делается в традиционных подходах.

Развитие СМПР позволяет на основе серии измерений идентифицировать характеристики математической модели, описывающей динамические свойства системы, и оценивать ее устойчивость. Такая математическая модель адаптируется к текущим условиям и привязана к пунктам установки СВИ. В рамках предлагаемого решения связь между параметрами динамической модели устанавливается по принципу «черного ящика» на основе обработки серии последовательных измерений. Модель не требует информации о топологии электрической сети, параметрах схемы замещения, статических и динамических характеристиках отдельных элементов и регуляторов. Высокая частота обновления измерений и высокая скорость идентификации параметров модели позволят создать эффективную систему управления электромеханическими переходными процессами.

Работа посвящена разработке метода идентификации эквивалентной динамической модели (ЭДМ) энергосистемы на основе СВИ. Этот подход связан с идентификацией низкочастотных колебаний, но благодаря идентификации модели в виде системы уравнений появляется возможность выявлять свойства системы, а не свойства отдельных колебаний, которые часто зависят от точки приложения возмущения. Кроме того, идентифицированную модель можно непосредственно применять для управления энергосистемой.

В работе предложены способы применения идентифицированных параметров для контроля режима энергосистемы. Развитие идей, представленных в работе, и создание на их базе программного комплекса позволят в реальном времени контролировать близость режима энергосистемы к границе устойчивости. Разработка и внедрение системы управления, основанной на применении идентифицированных параметров, позволит эффективнее управлять электромеханическим переходным процессом.

Цель исследования – разработка метода идентификации ЭДМ энергосистемы на основе СВИ.

Задачи исследования:

- анализ методов идентификации динамических систем, в том числе, методов идентификации низкочастотных колебаний в энергосистеме;
- разработка специализированного метода идентификации, способного выявить параметры низкочастотных колебаний на основе малой выборки измерений;
- разработка подходов к мониторингу режима энергосистемы и управлению им на основе идентифицированной модели;

- тестирование предложенных методик с помощью имитационных вычислительных экспериментов в программных комплексах для математического моделирования.

Объект исследования. Объектами исследования в работе являются традиционные математические модели, описывающие электромеханические переходные процессы в энергосистемах, а также реальная энергосистема.

В работе было рассмотрено две схемы ЭЭС:

- трехузловая схема энергосистемы с двумя генераторами и шинами бесконечной мощности. Генераторы моделируются уравнением движения и уравнением переходного процесса в обмотке возбуждения с учетом регулятора напряжения пропорционального действия;

- девятиузловая тестовая схема, широко используемая в исследованиях низкочастотных колебаний в ЭЭС.

Разработанный метод был применен для идентификации низкочастотных колебаний в реальной энергосистеме. Анализировались два события:

- самораскачивание энергоблоков крупной ГРЭС;
- отключение энергоблока на АЭС.

Методика исследования. В исследовании применялись модели энергосистем, разработанные в теории электромеханических переходных процессов в энергосистемах. Моделирование переходных процессов осуществлялось с применением теории дифференциальных уравнений. Для анализа устойчивости использовался математический аппарат линейной алгебры. Решения, предложенные в работе, основаны на положениях теории автоматического регулирования и аппарате теории идентификации систем. Предложенные методики тестировались на традиционных, общепризнанных моделях ЭЭС с помощью компьютерного моделирования.

Научная новизна работы:

- Разработан метод идентификации ЭДМ энергосистемы, использующий СВИ. Метод характеризуется малым окном наблюдения и устойчивостью к измерительным шумам.

- Предложен способ выявления групп синфазных генераторов и критических генераторов для мониторинга энергосистемы и управления ею. Показана возможность применения метода для выявления колебательного нарушения устойчивости.

- Предложен способ управления переходным процессом на основе ЭДМ. Создание системы управления на основе идентифицированного эквивалента позволит эффективно демпфировать электромеханические колебания, предотвращать колебательное нарушение устойчивости, а также улучшить динамическую устойчивость.

- Показана возможность применения предложенного подхода к управлению возбуждением генераторов с учетом задержек на передачу информации. С помощью ЭДМ удастся осуществлять краткосрочный прогноз переходного процесса для определения необходимых управляющих воздействий с упреждением переходного процесса во времени.

Практическая ценность. Предложены способы выявления синфазных групп генераторов и критических генераторов с применением идентифицированных параметров

низкочастотных колебаний. Выделение групп синфазных генераторов является способом контроля режима энергосистемы, дополняющим контроль по опасным сечениям. Выделение критических генераторов в группе дает полезную информацию для управления режимом. Кроме того, анализ идентифицированной модели позволяет выявить факт колебательного нарушения устойчивости и его источник (генератор или группа генераторов), после чего можно принимать меры по возвращению режима в устойчивое состояние.

Предложенный подход к контролю режима ЭЭС и управлению им на основе идентификации динамического эквивалента в виде «черного ящика» является основой для разработки новых, современных средств мониторинга и управления. Применение идентифицированной в реальном времени ЭДМ позволит расширить область допустимых режимов энергосистемы.

Достоверность полученных выводов подтверждена результатами имитационного математического моделирования и анализа событий, происходивших в реальной энергосистеме. Достоверность разработанной методики подтверждена сопоставлением результатов идентификации с результатами, полученными традиционными методами анализа электромеханических колебаний моделей ЭЭС. Сопоставление разработанного метода с существующими подходами показывает эффективность предложенного алгоритма.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертации докладывались и обсуждались на конференциях: Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика 2010», Варна, Болгария, 2010; Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», Самара, 2011; Международная молодежная научно-техническая конференция «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах», Новосибирск, 2011; 2012 International Conference on Future Electrical Power Systems, Санья, Китай, 2012; Asian Conference Power and Energy Systems 2012, о. Пхукет, Тайланд, 2012; 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012; Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2012; научный семинар кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, 2012.

Публикации. По результатам исследования опубликовано 13 печатных работ, в том числе одна статья в журнале «Электричество» и одна в журнале «Научное обозрение», включенных в перечень российский рецензируемых журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук. Кроме того, две статьи включены в библиографическую базу Scopus.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 110 наименований и 5 приложений. Объем работы – 142 страницы, включая 42 рисунка и 8 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение. Обосновывается актуальность работы, формулируются цели и задачи исследования, дается краткий обзор публикаций по рассматриваемой тематике. Кроме того, во введении представлена общая характеристика работы.

Глава 1. Предлагаемый подход к идентификации параметров энергосистемы близок к задаче идентификации параметров низкочастотных колебаний в ЭЭС. В первой главе дается обзор публикаций на тему идентификации низкочастотных колебаний в энергосистеме. В главе представлена общая характеристика методов и детальное описание тех методов, с которыми в дальнейшем сопоставлялась разработанная методика.

Основные направления исследования методов идентификации низкочастотных колебаний включают:

- **Линейные методы анализа** – метод Прони, вариации авторегрессионного анализа и методы, основанные на решении проблемы собственных значений. Исследователи делят методы на две группы:

- идентификация на основе пассивных измерений (Mode-Meter Analysis Methods). Здесь изменение измеренных сигналов в основном определяется случайным изменением нагрузки в энергосистеме;

- идентификация на основе возмущений (Ringdown Analysis Methods).

- **Нелинейные методы анализа низкочастотных колебаний.** В основном работы исследователей в этой области касаются различных вариаций и модификаций преобразования Гилберта–Хуанга (Hilbert–Huang Transform).

Наиболее распространенным методом для идентификации параметров низкочастотных колебаний является метод Прони. Метод развивался для возможности идентификации передаточных функций и одновременного использования для идентификации нескольких измеренных сигналов.

Авторегрессионный анализ, результаты применения которого показаны в ряде исследований, дает параметры низкочастотных колебаний, схожие с методом Прони. По сути, методами авторегрессионного анализа идентифицируется тот же характеристический полином, что и в методе Прони, но измеренные значения при этом проходят предварительную подготовку. В некоторых работах для пассивных измерений показана более точная идентификация динамических свойств энергосистемы с применением рекуррентного метода наименьших квадратов для определения коэффициентов авторегрессионной модели.

Методы, основанные на решении обобщенной проблемы собственных значений (Matrix Pencil, Eigensystem Realization Algorithm (ERA) и пр.), как и подпространственные методы (N4SID, MOESP и пр.), применяются к реальным измерениям совместно с сингулярным разложением информационных матриц. Это объединяет их с методикой, предлагаемой в диссертационной работе. Сингулярное разложение информационной ганкелевой матрицы является эффективным инструментом для выявления основных динамических свойств анализируемой системы, что позволяет одновременно эффективно отфильтровывать шумы и несущественные компоненты измеренных сигналов.

Сравнительно недавно внимание исследователей было обращено на преобразование Гилберта–Хуанга. Этот метод получил широкое применение — от медицины до распознавания речи. Однако в литературе отмечается недостаточность аналитического обоснования методики. Есть исследования, в которых продемонстрирована проблема с различением частот, лежащих в диапазоне октавы, и предложены различные методы маскирования сигнала для преодоления этого недостатка. В последних работах на эту тему предложены способы модификации преобразования Гилберта–Хуанга для применения к нескольким сигналам одновременно.

В таблице 1 представлено разделение методов идентификации на три группы. Деление на группы осуществлялось по критерию "гипотеза о виде сигнала". К третьей группе отнесено только преобразование Гилберта–Хуанга, так как это единственный метод, работающий с нелинейными сигналами. Энергетические методы, также являющиеся нелинейными, не получили широкого распространения.

Таблица 1 – Характеристика методов идентификации

Критерии	I группа	II группа	III группа
Методы	Метод Прони, Yule Walker и пр.	Matrix pencil, ERA, MOESP, предложенный в данной работе алгоритм, пр.	Преобразование Гилберта-Хуанга
Вычислительная основа	Метод наименьших квадратов для определения параметров авторегрессионной модели	Сингулярное разложение информационной ганкелевой матрицы	Разложение на эмпирические моды + преобразование Гилберта
Задаваемые параметры	Размерность модели; Окно выборки	Размерность модели; Окно выборки	Окно выборки
Гипотеза о виде сигнала	Стационарный; Линеинный	Линеинный	Колебательный

Из многих проанализированных в ходе диссертационного исследования примеров был сделан вывод, что для первой группы методов, показанных в таблице 1, необходимо большое окно измерений. Другим недостатком этой группы методов является необходимость дополнительных процедур для определения фазы и амплитуды компонент электромеханических колебаний, поскольку в оригинальной постановке эти методы дают некорректные значения амплитуды и фазы. Кроме того, отдельной задачей является правильное задание размерности модели. В этих методах выбранная размерность может стать ключевым моментом в успешности идентификации.

Для реальных сигналов в преобразовании Гилберта–Хуанга невозможно установить идеальный критерий останова при выделении компонент. Из-за этого в ходе выделения иногда появляются несуществующие компоненты, похожие по своим свойствам на реальные.

В диссертационном исследовании была поставлена задача разработки метода, позволяющего идентифицировать декремент затухания компонент низкочастотных колебаний с минимальным окном измерений (соответствующим 1–2 циклам колебаний). При этом требовалось обеспечить устойчивость метода к измерительным шумам и

нестационарным изменениям режима, не относящимся к электромеханическим колебаниям.

Глава 2. Во второй главе дается описание разработанного метода и сопоставление результатов его работы с существующими, описанными в первой главе.

Схема ЭЭС, применяемая для тестирования и сопоставления разработанного метода и существующих методик, представлена на рисунке 1. Следующие особенности схемы позволяют тестировать на ней методы идентификации низкочастотных колебаний:

- при свободных колебаниях системы должны существовать компоненты движения как электромеханические, так и другой природы, чтобы оценить способность извлечения именно отдельных электромеханических составляющих движения. Для этого была выбрана модель генератора четвертого порядка с моделированием переходного процесса в обмотке возбуждения и упрощенным учетом регулятора возбуждения;

- большую часть времени реальная энергосистема работает в квазиустановившемся режиме. Колебания режима определяются колебаниями нагрузки и носят случайный характер. Более того, колебания нагрузки являются нестационарным процессом. Поэтому в тестовой схеме были учтены нестационарные колебания нагрузки. Они моделируются "розовым" шумом. В некоторых публикациях было отмечено, что именно "розовый" шум лучшим образом отражает реальное поведение нагрузки.

Нестационарное поведение нагрузки определяется заранее и с помощью табличной интерполяции вводится в расчет переходного процесса. Далее для получения «розового» шума генерируется белый шум, который пропускается через специальный фильтр.

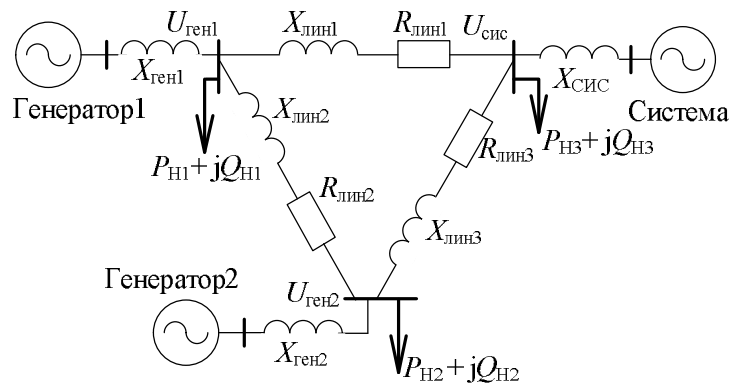


Рисунок 1 – Схема тестовой модели

Каждый генератор в схеме на рисунке 1 описывается системой из четырех дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\omega_*}{dt} = \frac{1}{\tau_j \cdot P_{ном}} \cdot \left(\frac{P_T}{1 + \Delta\omega_*} - (I' \cdot U' + I'' \cdot U'') - K_d \cdot \Delta\omega_* \cdot P_{ном} \right), \\ \frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega_* \cdot \omega_0, \\ \frac{dE_q}{dt} = \frac{1}{T_{d0}} \cdot (E_{qe} - E_q + I_d \cdot (X_d - X_d')), \\ \frac{dE_{qe}}{dt} = \frac{1}{T_e} \cdot (-E_{qe} + E_{qe0} + K_I \cdot (I_g - I_{g0}) + K_U \cdot (U_0 - U)). \end{cases} \quad (1)$$

Нагрузка моделируется добавлением проводимостей в диагональные элементы матрицы собственных и взаимных проводимостей. Добавка проводимости, соответствующая нагрузке, пересчитывается на каждом шаге интегрирования.

Таким образом, созданная модель отражает основные динамические свойства энергосистемы и дает возможность моделировать основные возмущения, происходящие в энергосистемах.

Предложенный в работе алгоритм идентификации основан на применении сингулярного разложения информационной ганкелевой матрицы и идентификации эквивалентной матрицы состояния методом наименьших квадратов. Структурная схема предложенного алгоритма идентификации показана на рисунке 2.

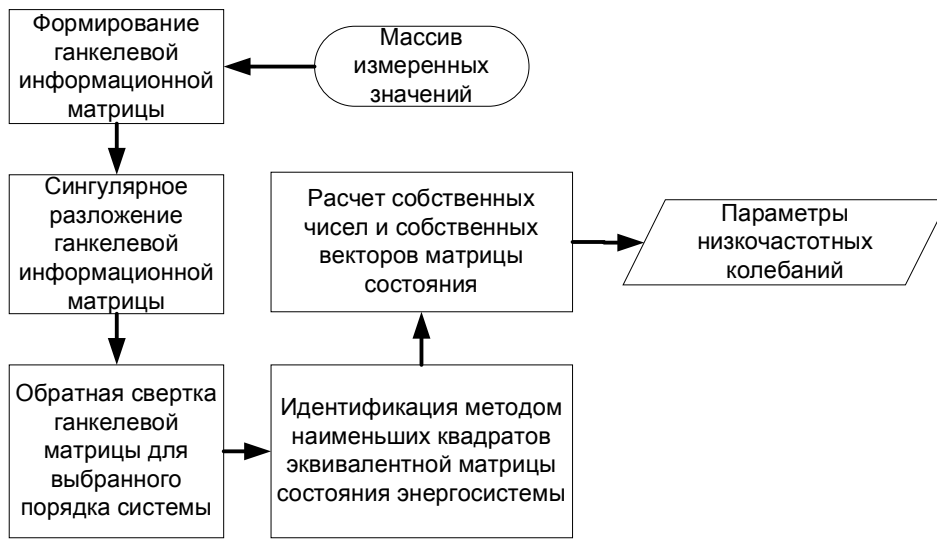


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма идентификации

Для идентификации эквивалентной матрицы состояния делается допущение, что в каждой точке установки СВИ работает генератор, описываемый уравнением движения с неизменной ЭДС.

Линеаризация системы дифференциальных уравнений для n эквивалентных генераторов выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \frac{d\Delta\omega_1}{dt} \\ \dots \\ \frac{d\Delta\omega_n}{dt} \\ \frac{d\Delta\delta_1}{dt} \\ \dots \\ \frac{d\Delta\delta_n}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} k_1 \cdot k_{D1} & 0 & 0 & k_1 \cdot \frac{dP_{эм1}(\delta_{10}, \dots, \delta_{n0})}{d\delta_1} & \dots & k_1 \cdot \frac{dP_{эм1}(\delta_{10}, \dots, \delta_{n0})}{d\delta_n} \\ 0 & \dots & 0 & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & k_n \cdot k_{Dn} & k_n \cdot \frac{dP_{эmn}(\delta_{10}, \dots, \delta_{n0})}{d\delta_1} & \dots & k_n \cdot \frac{dP_{эmn}(\delta_{10}, \dots, \delta_{n0})}{d\delta_n} \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\omega_1 \\ \dots \\ \Delta\omega_n \\ \Delta\delta_1 \\ \dots \\ \Delta\delta_n \end{pmatrix} \quad (2)$$

С вектором переменных состояния:

$$\Delta x = (\Delta\omega_1 \quad \Delta\omega_2 \quad \dots \quad \Delta\omega_n \quad \delta_1 \quad \delta_2 \quad \dots \quad \delta_n)^T, \quad (3)$$

где n – количество генераторов в идентифицируемой модели.

Соответствующая дискретная модель динамической системы выглядит следующим образом:

$$\Delta \mathbf{x}_{k+1} = \begin{pmatrix} a_{1_1} & \dots & a_{1_n} & a_{1_n+1} & \dots & a_{1_2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n_1} & \dots & a_{n_n} & a_{n_n+1} & \dots & a_{n_2n} \\ T & \dots & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & T & 0 & \dots & 1 \end{pmatrix} \cdot \Delta \mathbf{x}_k, \quad (4)$$

где T – период дискретности.

В системе (4) нижняя половина матрицы коэффициентов известна. Таким образом, необходимо идентифицировать только коэффициенты $a_{1_1} - a_{n_2n}$. Эти коэффициенты предлагается идентифицировать методом наименьших квадратов отдельно для каждого уравнения системы (4). Возможность идентифицировать уравнения системы (4) отдельно друг от друга позволяет реализовать процедуру идентификации с помощью инструментария параллельных вычислений. Для получения коэффициентов решается переопределенная система уравнений относительно коэффициентов a_{ij} :

$$\begin{pmatrix} \Delta \omega_{i_k+1} \\ \Delta \omega_{i_k+2} \\ \dots \\ \Delta \omega_{i_k+N} \\ \dots \\ \Delta \omega_{i_k+2N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{x}_k \\ \Delta \mathbf{x}_{k+1} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{x}_{k+N-1} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{x}_{k+2N-1} \end{pmatrix} \cdot (a_{i_1} \ a_{i_2} \ \dots \ a_{i_n} \ a_{i_n+1} \ a_{i_n+2} \ \dots \ a_{i_2n})^T \quad (5)$$

При идентификации в вектор $\Delta \mathbf{x}_k$ входят отклонения частот $\Delta \omega_i$ (от номинального значения) и фазы напряжений δ_i , полученные от СМНР. Индекс k обозначает одну точку измерений. Таким образом, размер окна наблюдения для идентификации составляет $T(k+2N-1)$.

Сигнал, измеренный в реальной энергосистеме, содержит в себе составляющие, которые не относятся к электромеханическим колебаниям. Следовательно, решение системы (5) относительно коэффициентов матрицы состояния без предварительной фильтрации даст совершенно неинформативный результат. Для предварительной фильтрации сигналов применяется сингулярное разложение ганкелевой измерительной матрицы:

$$H = \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{x}_k & \Delta \mathbf{x}_{k+1} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+\frac{N}{2n}} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+N} \\ \Delta \mathbf{x}_{k+1} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+\frac{N}{2n}} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+N} & \Delta \mathbf{x}_{k+N+1} \\ \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+\frac{N}{2n}} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+N} & \Delta \mathbf{x}_{k+N+1} & \dots \\ \Delta \mathbf{x}_{k+\frac{N}{2n}} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+N} & \Delta \mathbf{x}_{k+N+1} & \dots & \Delta \mathbf{x}_{k+2N} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Количество столбцов N в матрице H выбирается таким образом, чтобы матрица была квадратной притом, что каждый элемент Δx_k матрицы это вектор размерностью $2n$. Далее осуществляется сингулярное разложение матрицы H :

$$H = U \cdot \Sigma \cdot V^T, \quad (7)$$

где U, V - ортогональные матрицы сингулярных векторов,

Σ - диагональная матрица с сингулярными числами на главной диагонали.

Затем, с помощью обратной свертки осуществляется фильтрация массива сигналов:

$$H' = U(:, 1:n) \cdot \Sigma(1:n, 1:n) \cdot V(:, 1:n)^T. \quad (8)$$

Векторы Δx_k , полученные из H' , подставляются в систему уравнений (5).

Следует отметить, что применение методики возможно только для измерений, полученных в ходе переходного процесса, возникшего вследствие возмущения.

Далее представлены результаты идентификации низкочастотных колебаний в схеме, показанной на рисунке 1. Приведены результаты метода Прони, предлагаемого алгоритма и преобразования Гилберта-Хуанга. Рассматриваемое возмущение – короткое замыкание на шинах первого генератора. Расчет переходного процесса осуществлялся с учетом нестационарных колебаний нагрузки. Кроме того, в значения фазы и частоты напряжения на шинах генераторов, применяемые для идентификации, внесен белый шум, моделирующий погрешность измерительного комплекса.

На рисунке 3 показано изменение мощности генератора после возмущения. К сигналу в диапазоне от 5,1 до 7,3 секунд было применено преобразование Гилберта-Хуанга. В литературе, компоненты, выделенные с помощью этого преобразования, называются «внутренние функции мод» (Intrinsic mode functions – IMF). На рисунке 4 показаны эти компоненты и их мгновенные частоты, полученные преобразованием Гилберта. Расчетные частоты колебательных компонент на рисунке 4, б и далее получены путем линейаризации динамической модели системы и расчета собственных чисел матрицы состояния.

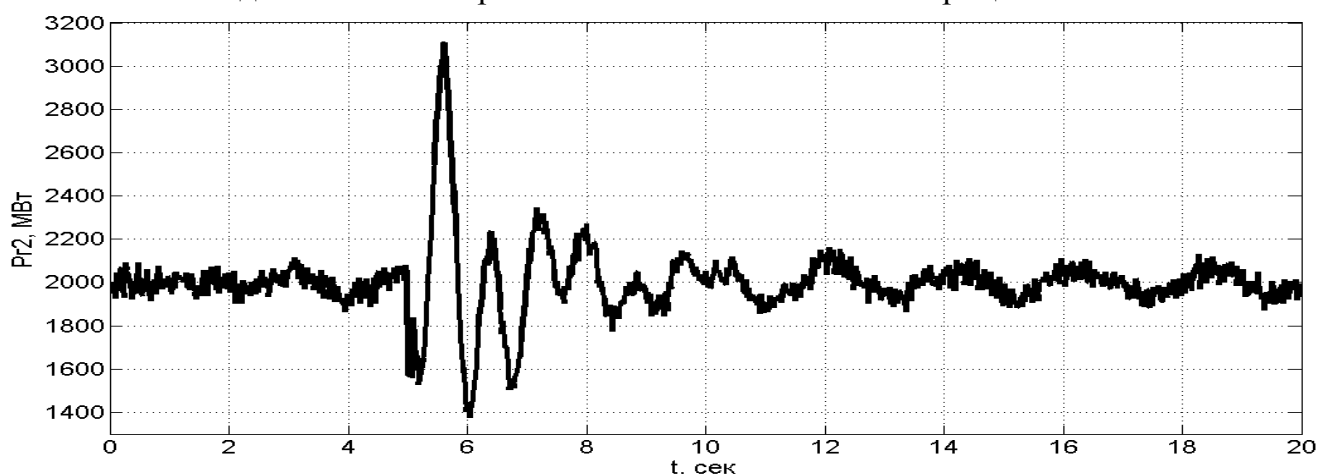


Рисунок 3 – Изменение электромагнитной мощности генератора после к.з.

Результат применения метода Прони и разработанного алгоритма приведен на рисунке 5. Значения частот, показанные на рисунке 5, получены перемещением окна наблюдения величиной 2,2 секунды по выборке изменений. В предлагаемом методе на основе окна наблюдения идентифицируется эквивалентная матрица состояния

энергосистемы и мнимые части собственных чисел этой матрицы – это частоты колебаний, показанные на рисунке 5,б. В качестве входных переменных для алгоритмов были приняты значения фаз и отклонений частот напряжений в узлах сети.

Для метода Прони порядок идентифицируемой модели был выбран равным 60. Для предлагаемого алгоритма – 6.

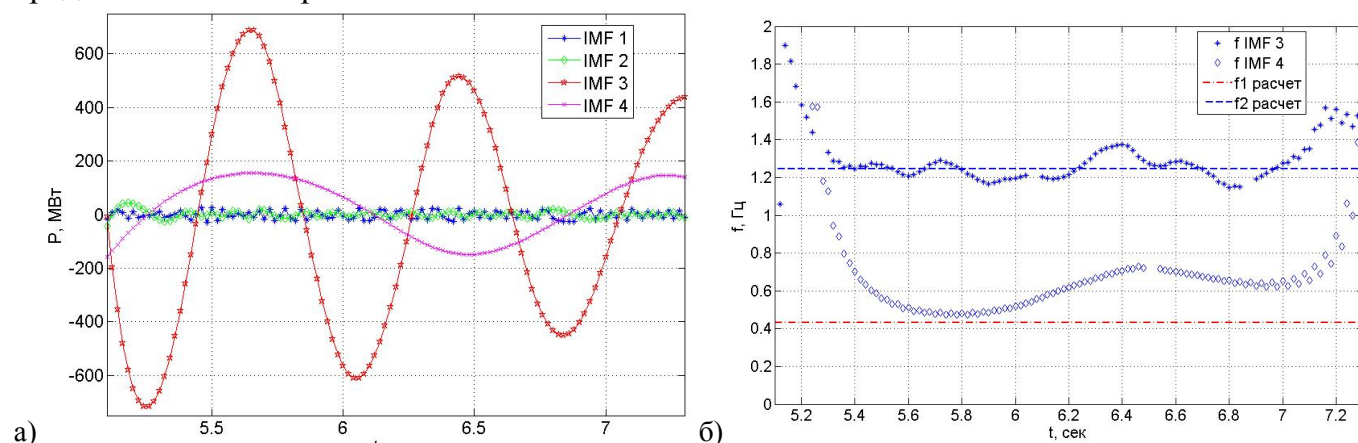


Рисунок 4 – Результат преобразования Гилберта–Хуанга:

а – выделенные компоненты; б – значения мгновенных частот

Как видно из рисунка 5, примерно через 2 секунды после отключения к.з. (т.е. после того, как окно наблюдения перейдет в область свободных колебаний системы) происходит идентификация частот колебаний системы. Рисунок 6,б свидетельствует о большей надежности и точности предлагаемого метода, поскольку в методе Прони после затухания компоненты с частотой 1,25 Гц идентифицируется несуществующая компонента с частотой 1,8 Гц.

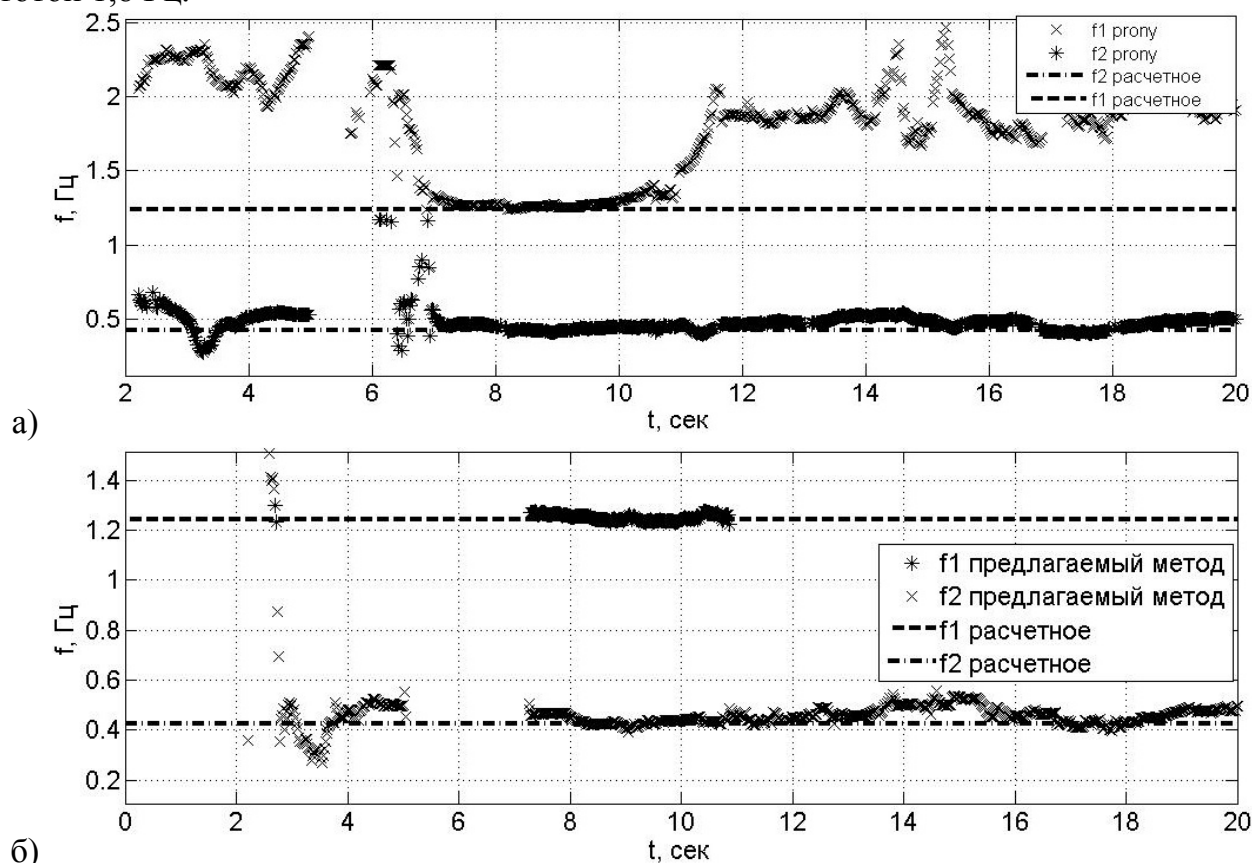


Рисунок 5 – Результаты идентификации:

а – метод Прони; б – предлагаемый метод

Основным преимуществом предлагаемого метода является то, что идентифицируются не только параметры сигнала, а ЭДМ. Идентифицированную модель можно использовать как для мониторинга низкочастотных колебаний, так и для задач управления.

Кроме того, предложенный метод обладает большой вычислительной надежностью. Так, результат метода Прони в значительной степени зависит от выбранного порядка идентифицируемой модели — в разных режимах и при разных возмущениях один и тот же порядок может дать как успешный, так и не успешный результат.

Что касается других методов второй группы (табл. 1), то они дают идентификацию частот и декрементов затухания компонент, сходную с предложенным методом, но определение фаз и амплитуд компонент требует дополнительных процедур.

Глава 3. В данной главе представлен результат применения разработанного алгоритма к сложнзамкнутой схеме энергосистемы, а также к измерениям, полученным из реальной энергосистемы. Кроме того, в главе показаны способы практического применения результатов идентификации для контроля режима энергосистемы.

Для тестирования предложенного метода была применена схема, рассмотренная во многих публикациях, касающихся анализа низкочастотных колебаний энергосистемы. На рисунке 6 представлен базовый и утяжеленный режим рассматриваемой схемы. В схеме есть две зоны, связанные длинной линией электропередачи. В схеме применены наиболее детальные модели генераторов и модели реальных регуляторов скорости и возбуждения. Для каждого генератора в схеме насчитывается 20 переменных состояния.

Получение матрицы состояния осуществлялось линеаризацией динамической модели энергосистемы. Из рассчитанных собственных чисел матрицы состояния модели энергосистемы было выделено четыре комплексно-сопряженные пары, отвечающие интересующим нас явлениям. Они соответствуют низкочастотным колебаниям разного масштаба (межсистемным или локальным). Выделение нужных компонент осуществлялось по коэффициентам участия в переменных состояния "скорость вращения ротора генератора". Те компоненты, которые обладают наибольшим коэффициентом участия в этих переменных состояния, и являются электромеханическими.

В таблице 2 представлены характеристики выделенных компонент для базового режима. Для группирования генераторов по компонентам рассчитывается коэффициент участия i -го генератора в j -й компоненте. Коэффициент участия — это произведение элемента правого собственного вектора на элемент левого собственного вектора матрицы состояния. Матрица коэффициентов участия также как и матрица состояния имеет размерность 80×80 . Для анализа электромеханических колебаний в этой матрице выбираются строки, соответствующие переменной состояния "скорость вращения ротора генератора" и столбец, соответствующий анализируемой компоненте.

Пара комплексно-сопряженных собственных чисел матрицы состояния характеризует то или иное свободное колебание системы. Элементы правого собственного вектора матрицы состояния, соответствующие этой паре, характеризуют степень участия переменных состояния в этом колебании. Причем эта характеристика дается вне зависимости от приложенного возмущения и определяет положение точки режима энергосистемы в области устойчивости. Возмущение же определяет степень возбуждения

той или иной компоненты. В частности, произведение левого собственного вектора, соответствующего определенному колебанию, на вектор начальных значений переменных состояния дает степень возбуждения этого колебания в свободных колебаниях системы.

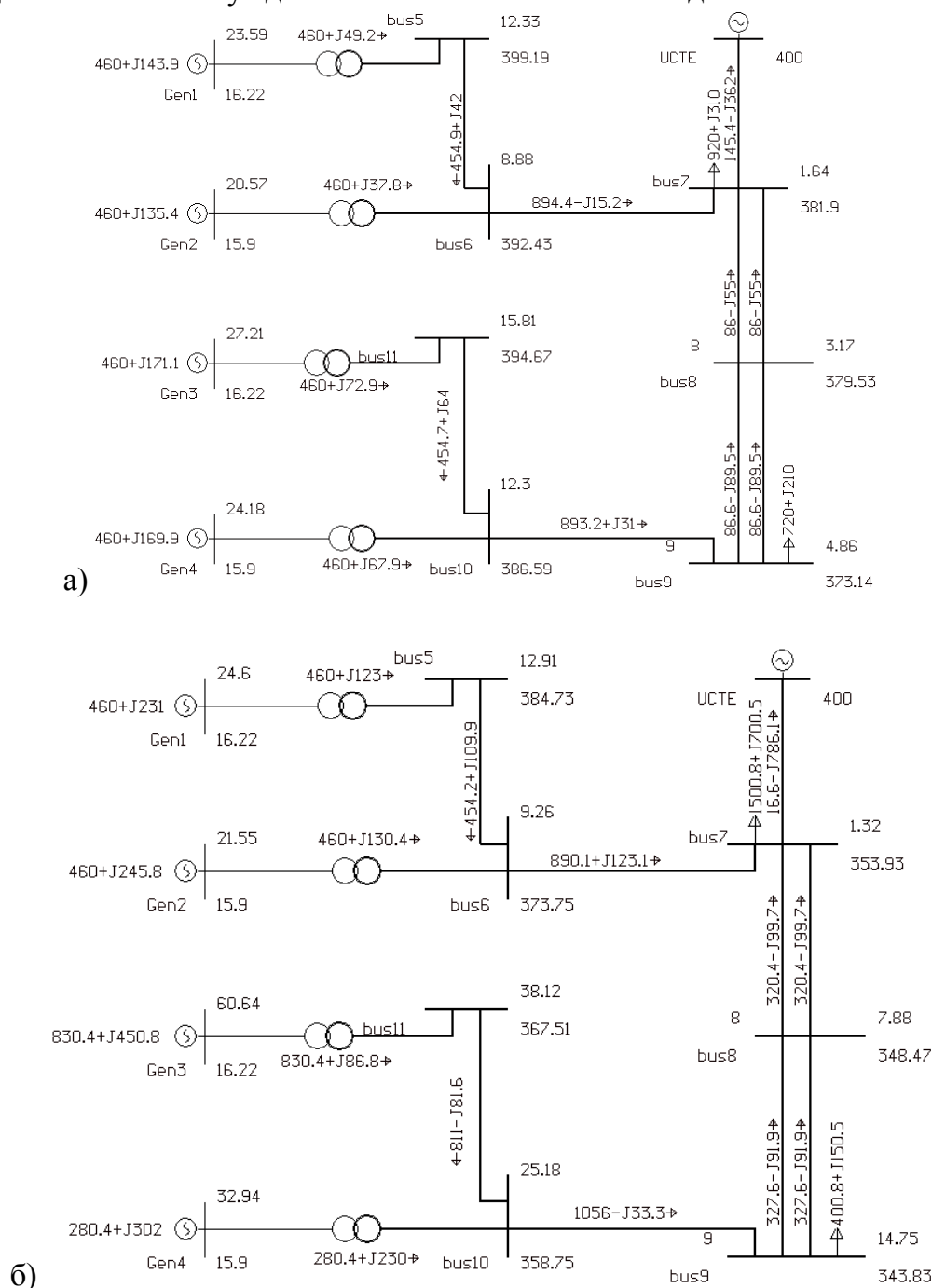


Рисунок 6 – Режимы исследуемой схемы:
а - базовый режим; б - утяжеленный режим

Таблица 2 – Результаты анализа компонент

Номер компоненты	Частота, Гц	Степень затухания, %	Коэффициент участия генератора 1, %	Коэффициент участия генератора 2, %	Коэффициент участия генератора 3, %	Коэффициент участия генератора 4, %
1	0,572	20,9	17,1	13,3	37,6	32
2	0,74	15,9	45	28	15,5	11,3
3	0,92	18,7	-	-	44,8	55,2
4	0,972	16,9	39,8	60,1	-	-

Таким образом, элементы правых собственных векторов дают важную информацию о состоянии энергосистемы. Элементы правого собственного вектора, соответствующие переменным "угол ротора", представлены на рисунке 7. Как видно из рисунка, все генераторы при возмущении будут качаться синфазно относительно базисного узла на частоте 0,565 Гц. При этом на частоте 0,728 Гц первый и второй генератор будут качаться относительно второго и четвертого. Так же относительно друг друга качаются генераторы 3 и 4 на частоте 0,92 Гц, и генераторы 1 и 2 на частоте 0,972 Гц.

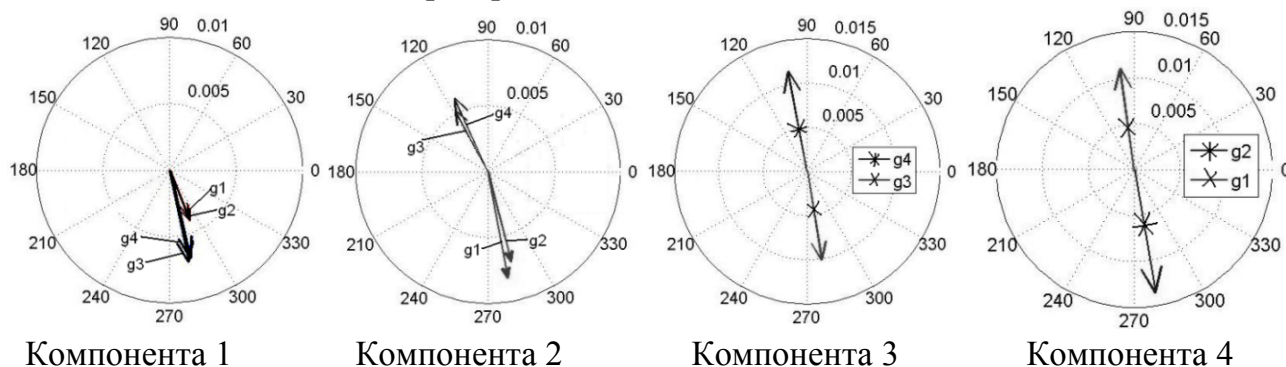


Рисунок 7 – Правые собственные векторы компонент

Общая характеристика низкочастотных колебаний в рассматриваемой схеме представлена на рисунке 8.

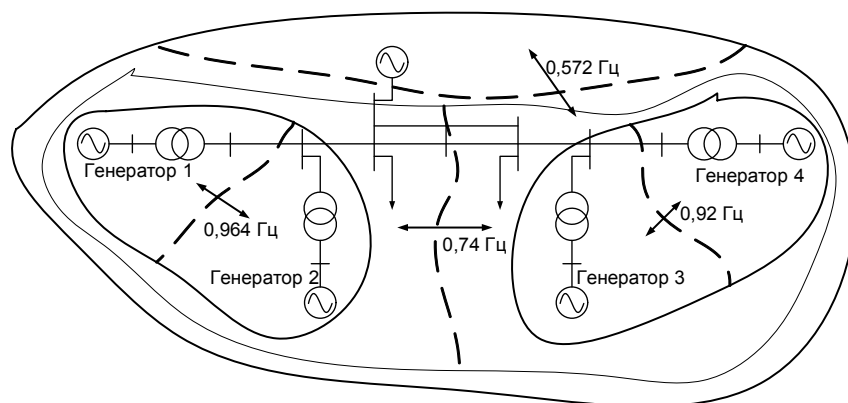


Рисунок 8 – Характеристика электромеханических колебаний в энергосистеме

Для идентификации низкочастотных колебаний необходимы данные об изменении во времени фаз напряжений генераторов. Для получения этих данных в программном комплексе для расчета электромеханических колебаний осуществлялось моделирование различных возмущений. Изменение во времени фаз и частот напряжений генераторов, возникшее в результате трехфазного короткого замыкания в узле 8, показано на рис. 9,а.

С использованием данных, показанных на рисунке 9,а, в качестве исходных, была осуществлена идентификация низкочастотных колебаний в рассматриваемой схеме. Результаты идентификации для окна наблюдения 3,16 с показаны на рисунке 9,б.

На рисунке 10,а приведены элементы правых собственных векторов идентифицированной матрицы состояния, соответствующие переменным состояния "угол ротора". Сопоставив эти векторы с рисунком 8, можно увидеть, что они отражают ту же информацию о системе, что и векторы, полученные путем линеаризации модели системы. На рисунке 10,б показаны векторы для утяжеленного режима (схема на рисунке 6,б).

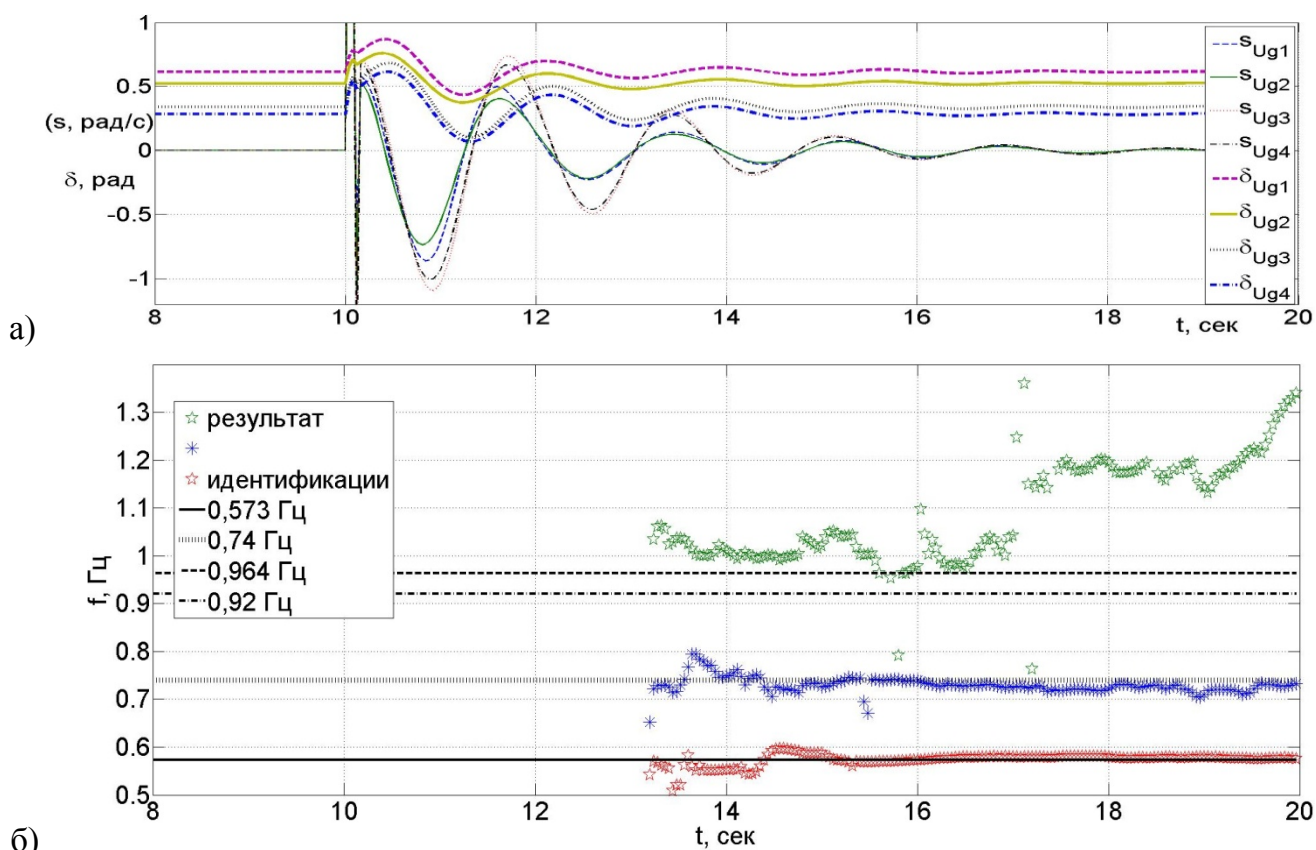


Рисунок 9 – Переходный процесс после возмущения:

а – фазы и частоты напряжений генераторов после к.з.;

б – результат идентификации

Утяжеление режима было выполнено путем загрузки третьего генератора, разгрузки четвертого генератора и снижения нагрузки в узле 9. Таким образом, была увеличена мощность, передаваемая по межсистемной связи 9–8–7, причем эта нагрузка ложится в основном на третий генератор. Для идентификации векторов, представленных на рисунке 10,б, в утяжеленном режиме было смоделировано трехфазное короткое замыкание в узле 8 продолжительностью 0,1 с. Сопоставляя компоненту 2, которая характеризует межсистемное колебание (см. рис. 10,а и б), можно сделать вывод, что заданное изменение режима не привело к серьезному изменению режима работы межсистемной связи (у векторов практически не изменился модуль и фаза). Также, практически не изменились векторы, характеризующие колебание генераторов относительно базисного узла (компонента 1). Однако вектор третьего генератора значительно увеличился по модулю.

Наиболее интересной представляется компонента 3. После утяжеления вектор третьего генератора в ней поворачивается относительно других на угол более 90° . И значительно превосходит другие векторы по амплитуде. Это свидетельствует о наибольшем приближении к границе устойчивости именно этого генератора.

Вывод о близости третьего генератора к границе устойчивости подтверждается, когда при таком же коротком замыкании, но продолжительностью 0,15 секунды, именно этот генератор выпадает из синхронизма, хотя короткое замыкание произошло на межсистемной связи и можно было ожидать нарушения синхронизма между группами генераторов 1–2 и 3–4. График переходного процесса, соответствующего этому возмущению, представлен на рисунке 11.

Следует добавить, что не только короткое замыкание, но и любое изменение топологии сети (вывод линии в ремонт) приводит к синхронным качаниям энергосистемы. По измерениям, полученным в результате таких качаний можно оценивать близость режима к границе устойчивости.

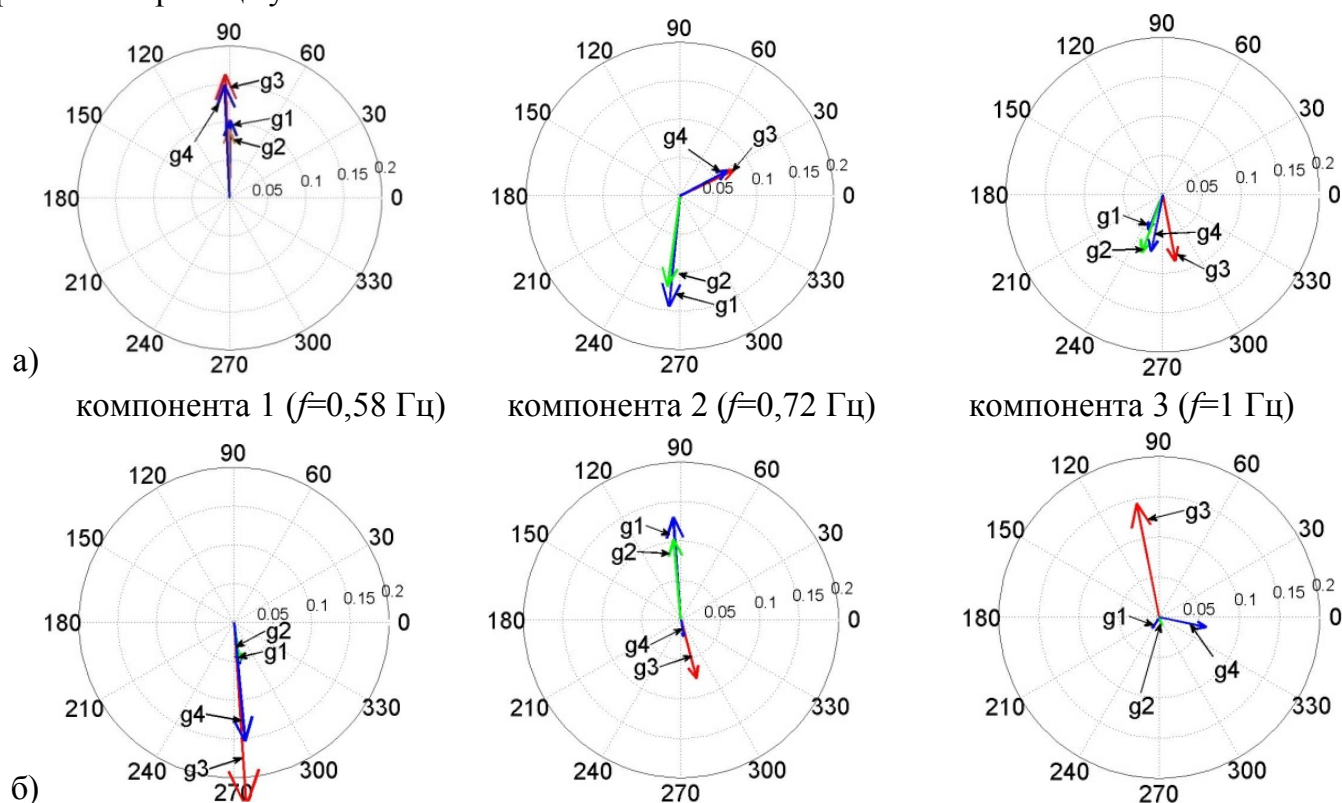


Рисунок 10 – Элементы правых собственных векторов идентифицированной матрицы состояния:
а - базовый режим; б - утяжеленный режим

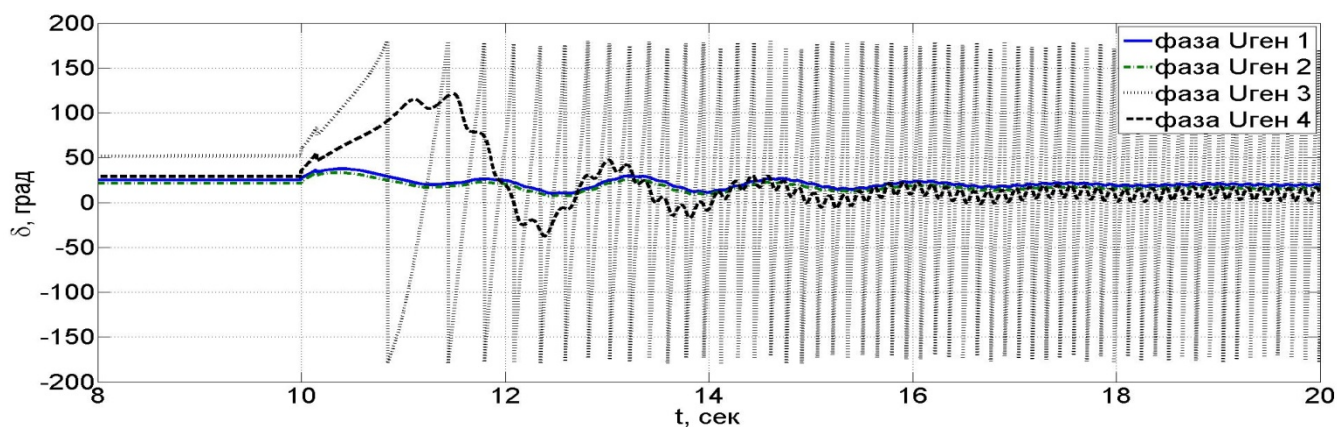


Рисунок 11 – Выпадение третьего генератора из синхронизма

В главе также рассматривается применение предложенного метода к реальным данным. Летом 2011 года при выводе в ремонт одной из воздушных линий (ВЛ) 500 кВ и аварийном отключении второй ВЛ 500 кВ возникли условия для самораскачивания двух энергоблоков крупной ГРЭС. На рисунке 12 показан график изменения частоты напряжения на зажимах одного из генераторов и результат применения предложенного метода к векторным измерениям, полученным от СМРР.

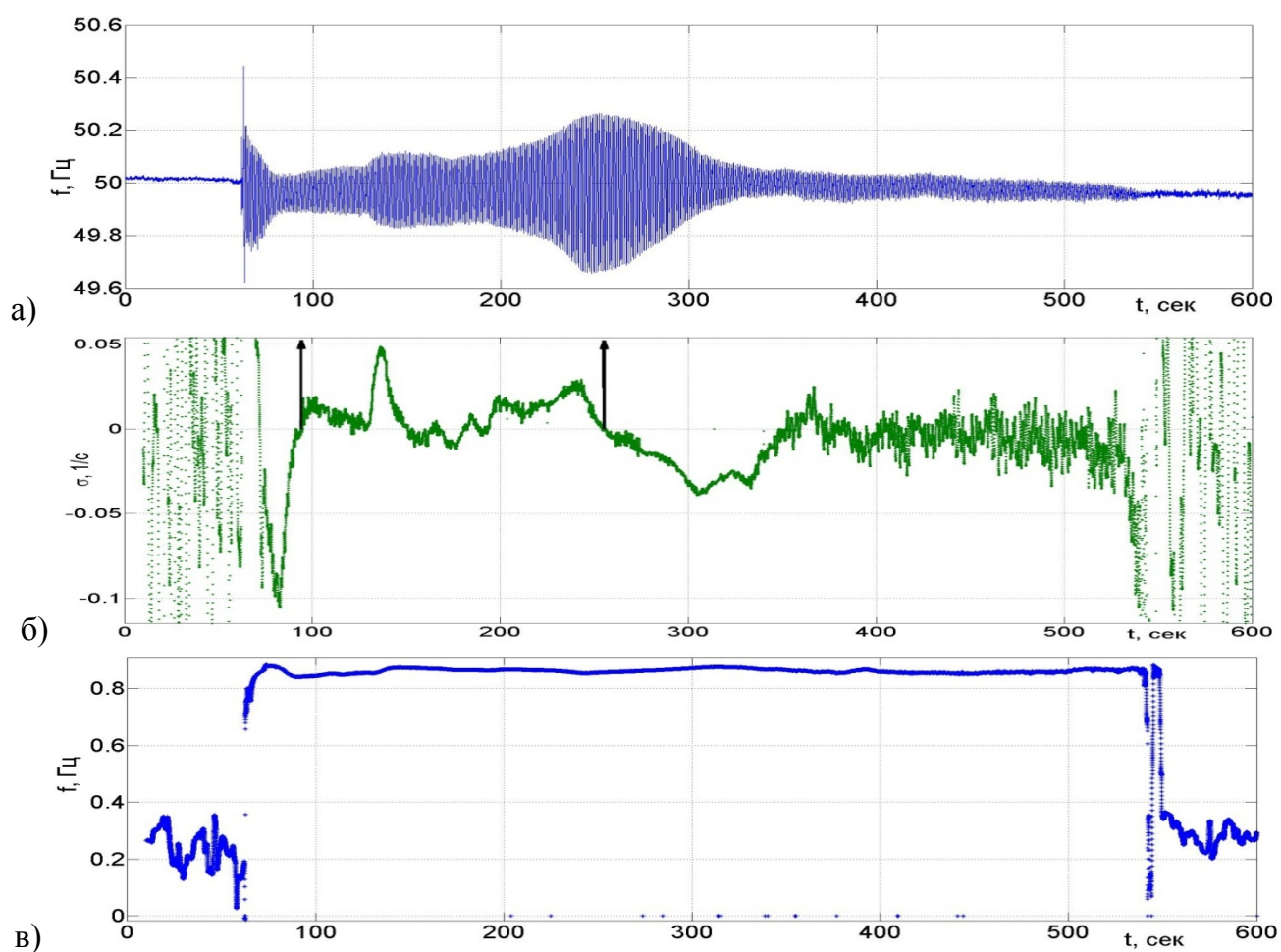


Рисунок 12 - Синхронные качания энергоблока:

а – изменение частоты на зажимах генератора; б – идентифицированный декремент колебания; в – идентифицированная частота колебания

На рисунке 12,а видно, что амплитуда колебаний генератора начинает снижаться после 250 с. Это соответствует моменту разгрузки блока, осуществленной после фиксации колебания мощности по показаниям телеметрии. На рисунках 12,б и 12,в показаны идентифицированный декремент и частота затухания колебания.

Окно наблюдения в рассматриваемом случае составило 10 с. Как видно из рисунка 12б положительный декремент затухания идентифицируется уже через 10 секунд после начала самораскачивания. Следовательно, можно было начать реализацию мероприятий по сохранению колебательной устойчивости на 3 минуты раньше. Таким образом, предложенный способ идентификации может стать основой для новых систем сигнализации об аварийных событиях в энергосистеме.

Глава 4. В главе описан способ управления энергосистемой на основе идентифицированной модели. Показана применимость идентифицированной модели для краткосрочного прогнозирования электромеханического переходного процесса в энергосистеме.

Рассмотрим алгоритм формирования управляющих воздействий на основе идентифицированной модели на примере трехузловой схемы, описанной во второй главе. В качестве управляющих воздействий рассматривалось изменение уставки АРВ ПД по напряжению каждого из генераторов.

Состояние идентифицированной модели описывается системой уравнений (4). Для расчета управляющих воздействий в систему добавляется вектор управления и матрица управления:

$$\Delta x_{k+1} = A \cdot \Delta x_k + B \cdot \Delta u_k, \quad (9)$$

где A – идентифицированная матрица состояния; Δx_k и Δu_k – вектор переменных состояния и вектор управления соответственно в момент времени k ; B – матрица управления. В рассматриваемом случае матрица состояния имеет размерность 4×4 . В левой части первых двух уравнений в системе (9) находятся приращения скорости ротора. Следовательно, правая часть этих уравнений описывает небаланс мощности на валу эквивалентного генератора. Поскольку нужно управлять именно этим небалансом, матрица управления задается таким образом, чтобы управляющие воздействия участвовали только в первых двух уравнениях:

$$B^T = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (10)$$

Управляющие воздействия формируются из (9) так, чтобы минимизировать приращение переменных в следующий момент времени Δx_{k+1} , возвращая тем самым систему в положение равновесия:

$$\Delta x_{k+1}^T \cdot \Delta x_{k+1} = (A \cdot \Delta x_k + B \cdot \Delta u_k)^T \cdot (A \cdot \Delta x_k + B \cdot \Delta u_k) \rightarrow 0 \quad (11)$$

Уравнение (11) это линейный случай метода наименьших квадратов, решение которого известно:

$$\Delta u_k = -(B^T \cdot B)^{-1} \cdot B^T \cdot A \cdot \Delta x_k \quad (12)$$

Каждый из элементов вектора Δu_k представляет собой добавку к уставке возбуждения генератора, пересчитываемую каждые 0,02 секунды. На рисунке 13 показан результат применения описанного подхода. В качестве возмущения моделировалось к.з. на шинах одного из генераторов.

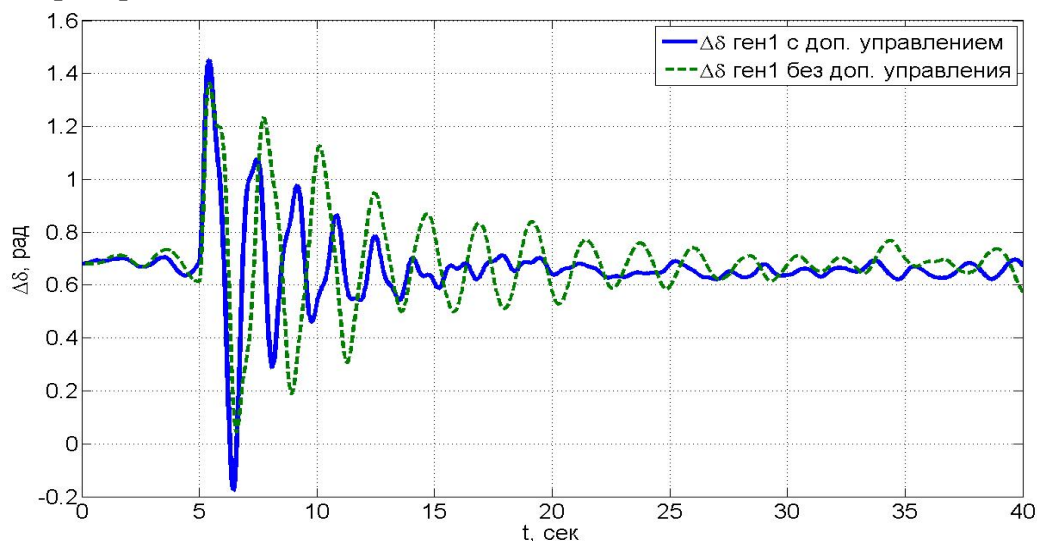


Рисунок 13 – Отклонение угла и скорости ротора генератора при коротком замыкании

На рисунке 13 видно, что применение представленного подхода ведет к эффективному демпфированию возникших в системе колебаний. Более того, применение описанного алгоритма управления увеличивает предельное время короткого замыкания,

что говорит об улучшении динамической устойчивости энергосистемы. В рассматриваемом примере предельное время к.з. без управления составило 0,2 секунды, а с управлением – 0,25 секунды.

Для применения предлагаемого подхода в реальной системе необходимо учитывать задержки времени на сбор векторных измерений в вычислительный центр и передачу управляющих сигналов. Для этого целесообразно из (9) выражать значения переменных состояния для моментов времени $k+2$, $k+3$ и т.д. Управляющие воздействия могут быть определены с использованием спрогнозированных таким образом значений переменных состояния. При этом возникает вопрос об адекватности применения идентифицированной модели для определения управляющих воздействий с упреждением переходного процесса. Применимость данного подхода демонстрируется рисунком 14.

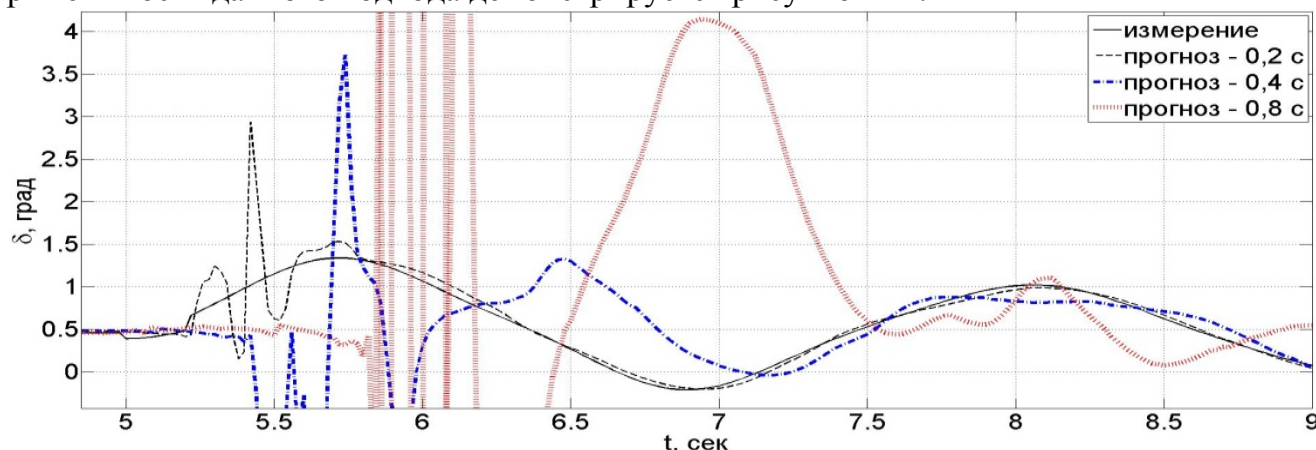


Рисунок 14 – Результат прогнозирования переходного процесса

На рисунке 14 показан результат прогноза переходного процесса с разным горизонтом прогнозирования. Как видно из рисунка, даже при горизонте 0,4 с результат прогнозирования достаточно точен. Существуют примеры реальных систем управления на основе векторных, где весь цикл управления составляет 0,1 с. Это доказывает применимость данного подхода. В литературе описано немало подобных регуляторов, но идентификация эквивалентной модели объекта управления осуществляется на основе локальной информации. Таким образом, выявляются динамические свойства отдельного генератора. Применение же СВИ и широкомасштабной системы управления дает возможность выявлять и демпфировать медленные межсистемные колебания. Структурная схема предлагаемой системы представлена на рисунке 15.

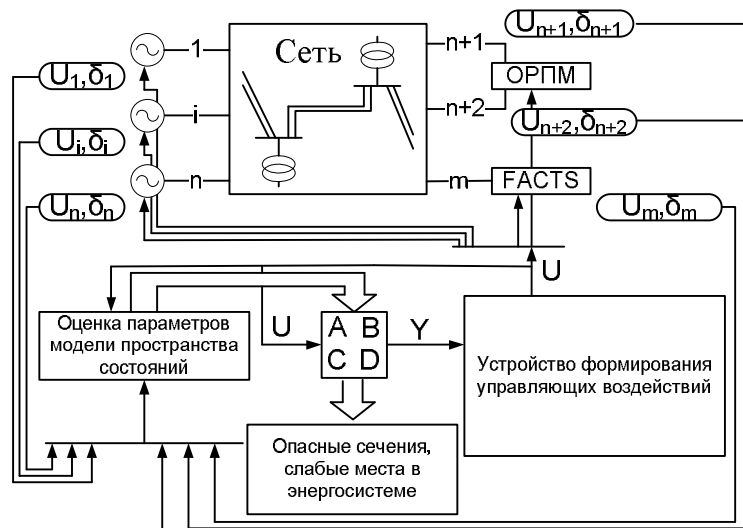


Рисунок 15 – Структурная схема системы мониторинга энергосистемы и управления ею

Основная идея системы заключается в том, что идентифицируется ЭДМ энергосистемы. На основе этой модели можно выявлять динамические характеристики энергосистемы, а также осуществлять управление.

Применение описанного алгоритма управления позволит более эффективно демпфировать электромеханические колебания в энергосистеме и предотвращать колебательное нарушение устойчивости. В качестве объектов управления можно использовать как генераторы, так и современные устройства регулирования (устройства FACTS).

Заключение

1) Произведен всесторонний анализ методов идентификации низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах и выявлены преимущества и недостатки методов. Разработан метод идентификации ЭДМ энергосистемы, позволяющий определять параметры низкочастотных колебаний в энергосистеме. Метод отличается эффективной фильтрацией шумов и требует малого окна измерений. Особенностью метода является идентификация не отдельных параметров колебаний, а эквивалентной модели в целом. В основе метода лежит идентификация эквивалентной матрицы состояния энергосистемы, определяющей свободные колебания линеаризованной модели энергосистемы. Предварительная фильтрация с помощью сингулярного разложения величин, полученных от СМРР, позволяет выявить значимые динамические свойства энергосистемы и отбросить шумы и несущественные компоненты.

2) Анализ идентифицированной матрицы состояния позволяет выявлять ключевые свойства системы и определять положение точки режима энергосистемы в области устойчивости. Знание близости границы устойчивости, получаемое в реальном времени, позволит полнее использовать пропускную способность сети.

3) Предложен способ выявления групп синфазных генераторов в энергосистеме и критических генераторов в этих группах на основе идентифицированной ЭДМ, который является альтернативой поиску опасных сечений. Преимущество предложенного подхода в том, что метод определяет синфазные группы для текущей режимной ситуации и в отличие от традиционных методов определения опасных сечений не требует вектора утяжеления режима. Отказ от заранее заданной модели и вектора утяжеления режима в пользу мониторинга в реальном времени также позволит расширить область допустимых режимов энергосистемы.

Выявленные критические генераторы показывают, в каких районах энергосистемы следует реализовывать управляющие воздействия (разгружать блоки) в первую очередь, чтобы обеспечить необходимый запас устойчивости.

4) Предложен способ выявления в реальном времени колебательного нарушения устойчивости с указанием источника нарушения. Предложенный метод идентификации ЭДМ может стать основой новых систем мониторинга, способных сигнализировать о колебательной неустойчивости.

5) Предложен способ управления энергосистемой на основе идентифицированной ЭДМ, позволяющий эффективно демпфировать электромеханические колебания, предотвращать колебательное нарушение устойчивости и улучшать динамическую устойчивость энергосистемы. При этом эффективное управление достигается при

применении окна наблюдения, которое меньше одного цикла качаний. Показана возможность применения предложенного подхода с учетом временных задержек на передачу и обработку информации.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Работы, опубликованные в журналах рекомендованных ВАК:

1. Chusovitin P. Transient Prediction and Small-Signal Stability Analysis using PMU-based Power System Identification // Proceedings of the IASTED Asian Conference Power and Energy Systems, Phuket, Thailand, 2012. С. 114-120.

2. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Идентификация низкочастотных колебаний в энергосистеме на основе векторных измерений // Научное обозрение. 2013. № 1. С. 107 – 113.

3. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Мониторинг устойчивости энергосистемы на основе динамического эквивалента, определенного по векторным измерениям // Электричество. 2013. № 2. С. 2 – 11.

4. Chusovitin P., Pazderin A. Implementation of Power System Model Identification for Locating In-phase Generators// Proceedings of 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.

Другие публикации:

5. Бартоломей П.И., Котова Е.Н., Лебедев Е.М., Тейхриб Г.И., Чусовитин П.В. Применение синхронизированных векторных измерений для мониторинга состояния системы // Энергетика настоящего и будущего: сборник материалов I Евроазиатской выставки и конференции. Екатеринбург, 2010. С. 107-108.

6. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Идентификация динамического эквивалента энергосистемы в реальном времени // Сборник доклады международного научно-технической конференция «Электроэнергетика 2010», Варна, Болгария, 2010. С. 54-59.

7. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Применение синхронизированных векторных измерений для идентификации динамического эквивалента энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции. Екатеринбург, 2010. С. 269-274.

8. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Поиск опасных сечений в энергосистеме на основе идентификации динамического эквивалента // Международная молодежная научно-техническая конференция "Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах": тезисы докладов. Новосибирск, 2011. С. 43-44.

9. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Анализ статической устойчивости энергосистемы на основе идентификации динамического эквивалента // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды международной научно-технической конференции, Самара, 2011. С. 210 – 215.

10. Chusovitin P., Pazderin A. Wide Area Measurements based Power System Monitoring // Lecture Notes in Information Technology vol.9, Information Engineering Research Institute, Delaware, USA, 2012. P. 411-417.

11. Chusovitin P., Pazderin A. Power System Monitoring using Phasor Measurements // Renewable Energy & Power Quality Journal, No.10, 2012.

12. Chusovitin P., Pazderin A. Evaluating Groups of Coherent Generators and Critical Generators using phasor measurements// Proceedings of the Third International Scientific Congress, vol. III. October 2 – 4, 2012. Varna, Bulgaria. С. 34-41.

13. Чусовитин П.В., Герасимов К.К., Паздерин А.В. Сопоставление методов идентификации электромеханических колебаний в энергосистеме// Научные труды III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи", том 1. Екатеринбург, 2012. С. 174-179.